

**“DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BANCOS DE BATERÍA PARA MICRO-  
REDES CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA, CON PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE  
LA DEMANDA”**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
“DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BANCOS DE BATERÍA PARA MICRO-  
REDES CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA, CON PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE  
LA DEMANDA”**

**AUTOR:  
KATHERINE ANDREA MARTÍNEZ BRAVO**

**TUTOR:  
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

**Quito D.M., julio 2021**

Katherine Andrea Martínez Bravo

**“DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BANCOS DE BATERÍA PARA MICRO-REDES CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CON PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA”**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Katherine Andrea Martínez Bravo** (A'1990). Nació en Quito- Ecuador. Se graduó en el colegio Unidad Educativa Santa María Eufrasia mención en Informática, actualmente se encuentra terminando su carrera de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana.  
**kmartinezb@est.ups.edu.ec**

*Dirigido por:*



**Edwin Marcelo García Torres** (A'1978). Nació en Ambato, Ecuador. Se graduó en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2010 y actualmente se encuentra cursando un Master en Gestión de la Energía en la Universidad Técnica de Cotopaxi. Es profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes-GIREI  
**egarcia@ups.edu.ec**

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

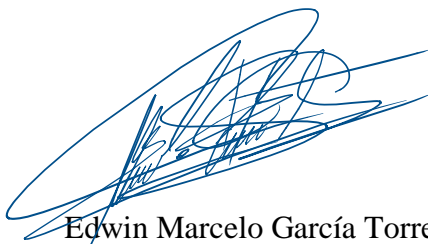
**DERECHOS RESERVADOS**

©2021 Universidad Politécnica Salesiana  
QUITO – ECUADOR

## **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR**

Yo, Edwin Marcelo García Torres declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BANCOS DE BATERÍA PARA MICRO-REDES CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CON PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA*” realizado por Katherine Andrea Martínez Bravo, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., julio de 2021



Edwin Marcelo García Torres  
C.C.: 1803087400

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Katherine Andrea Martínez Bravo, con documento de identificación N° 1724306665, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BANCOS DE BATERÍA PARA MICRO-REDES CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CON PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito D.M., julio de 2021



Katherine Andrea Martínez Bravo  
C.C.: 1724306665

## 1. ÍNDICE GENERAL

1	Introducción .....	2
2	Sistemas de almacenamiento de energía con baterías .....	4
2.1	Gestión del banco de baterías.....	5
2.2	Respuesta a la demanda con BESS .....	5
3	Marco Teórico.....	6
3.1	Micro-redes .....	6
3.2	Fórmulas.....	6
3.3	Funciones objetivo .....	8
4	Planteamiento del problema.....	9
4.1	Generación solar.....	9
4.2	Generación eólica.....	10
4.3	Sistema de almacenamiento .....	10
4.4	Convertor bidireccional .....	10
4.5	Formulación matemática del problema.....	10
5	Análisis de resultados.....	13
6	Conclusiones .....	17
6.1	Trabajos futuros .....	18
7	Referencias.....	18
8	Matriz de Estado del Arte .....	22
9	Resumen de Indicadores .....	25

## 2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Resumen micro-red.....	4
Figura 2. Curva de demanda. ....	14
Figura 3. Generación renovable .....	14
Figura 4. Problema planteado. ....	14
Figura 5. Despacho de potencia sin BESS .....	15
Figura 6. Despacho con 10 kW de BESS.....	15
Figura 7. Comparativa, capacidades de BESS 6 horas de despacho.....	15
Figura 8. Comparativa, capacidades de BESS 8 horas de despacho.....	16
Figura 9. Despacho con 8 horas de BESS. Capacidad máxima de 50 kW. ....	16
Figura 10. Comparativa, capacidades de BESS 8 horas, demanda baja. ....	16
Figura 11. Despacho de 8 horas en demanda baja. ....	17
Figura 12. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte .....	25
Figura 13. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	26
Figura 14. Indicador de solución - Estado del arte.....	27



### 3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Proyectos en Europa > 1 MW .....	2
Tabla 2. Costos de generación solar [31] .....	10
Tabla 3. Costos de generación eólica [31] .....	10
Tabla 4. Costos sistemas de almacenamiento [31].....	10
Tabla 5. Costos de convertidores bidireccionales [31] .....	10
Tabla 6. Costo total por tecnología [31].....	11
Tabla 7. Costo anualizado [31]. .....	12
Tabla 8. Coeficientes de costos por tecnología [31]. .....	12
Tabla 9. Parámetros de funcionamiento [31]. .....	12
Tabla 10. Pseudocódigo propuesto .....	13
Tabla 11. Variables .....	13
Tabla 12. Matriz de estado del arte .....	22

# **“DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BANCOS DE BATERÍA PARA MICRO-REDES CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CON PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA”**

## **Resumen**

La creciente introducción de micro-redes como alternativa para la energización de la mayor cantidad de usuarios abre la discusión respecto a la mejor alternativa para la cobertura de la demanda en cuanto al uso de recursos renovables y nuevas tecnologías como es el caso de sistemas de almacenamiento de mejor rendimiento. Dado que los sistemas de almacenamiento no dependen en gran medida de recursos no controlables, como el sol y el viento, su dimensionamiento responde más que nada de la exigencia de potencia del sistema de potencia y de los costos involucrados alrededor de la tecnología. La presente investigación brinda una perspectiva de dimensionamiento del sistema de almacenamiento en donde se contempla el recurso y potencia disponibles de generadores fotovoltaicos y eólicos, además de la curva de demanda horaria con el fin de reducir la demanda vista desde el medidor de frontera., el problema se aborda desde el punto de vista económico en el cual se busca reducir el costo de despacho al más bajo posible por medio de programación lineal llevada a cabo por medio de Matlab como un caso de optimización al minimizar el costo total de despacho al encontrar un tamaño adecuado de banco de baterías.

**Palabras Clave:** BESS, Costo de despacho, Despacho óptimo, Micro-redes, Programación lineal.

## **Abstract**

The growing introduction of microgrids as an alternative for the energization of the largest number of users opens the discussion regarding the best alternative for demand coverage in terms of the use of renewable resources and new technologies such as storage systems with better performance.

Since storage systems do not rely heavily on uncontrollable resources, such as the sun and wind, their sizing depends mostly on the power requirement of the power system and the costs involved in the technology. The present research provides a storage system sizing perspective where the available resource and power of photovoltaic and wind generators are considered, in addition to the hourly demand curve in order to reduce the demand seen from the boundary meter, the problem is approached from the economic point of view in which it is sought to reduce the dispatch cost to the lowest possible by means of linear programming carried out by means of Matlab as an optimization case by minimizing the total dispatch cost by finding an adequate size of battery bank.

**Keywords:** BESS, Dispatch costs, Linear programming, Microgrid, Optimal Dispatch.

# 1 Introducción

Gran parte de las aplicaciones que se les puede dar a los BESS consiste en compensar fuentes de energía renovable, regulación de frecuencia, estabilidad, nivelación de carga, reserva rodante, fuente de poder ininterrumpible y mejoramiento de la energía. A pesar de que brinda aplicaciones variadas, el costo inicial y su relativa corta vida útil restringe el uso de esta tecnología. Se espera que una perspectiva mundial permita alcanzar 3,2 GWh en el presente año con una tasa de crecimiento anual del 22% entre el 2019 y el 2024. Sin embargo, se dice que el crecimiento de las tecnologías renovables se ha venido dando por alrededor de 100 años motivados por la necesidad de reducir el consumo energético ligado a la reducción de la huella de carbono. Por otro lado, la reducción de costos motiva a buscar una mejora en su rendimiento [1]–[3].

La introducción de sistemas de generación que depende principalmente de las condiciones ambientales o de factores climáticos, en el caso de las fuentes solares restringen su funcionamiento a las horas de presencia solar. Así por ejemplo Tailandia aprobó un plan en 2018 [4] para conseguir aumentar la proporción entre energía renovables y fuentes convencionales a un 26% para el año 2026. Otros gobiernos, como es el caso de Corea han optado por subsidiar el uso de sistemas de almacenamiento desde el 2018. Mas, sin embargo, medidas como la antes mencionada provocaron una gran cantidad de demanda por estos sistemas y dicho evento condujo a incidentes ligados a falta de normas en las empresas involucradas. Se esperaba que en otros mercados como el chino y el indio el despunte de los sistemas en mención tome importancia para el 2020 consiguiendo

incluso mayores crecimientos que los mercados americanos y europeos[4], [5].

En un estudio presentado en 2018 [6] se dice que la cantidad de energía renovable variable disponible en Europa era de un 13% con un sostenido crecimiento esperando que para 2030 el valor alcanzara un 44% llegando a casos especiales como lo es Alemania que espera alcanzar un 50%. Por otro lado, se menciona que los sistemas de almacenamiento para el 2016 tenían una capacidad de 52 GW en Europa. El crecimiento de la capacidad responde al crecimiento en la cantidad de energía renovable, una vez superado el 40% de la compartición el crecimiento debería ser de 25 GWh y al alcanzar el 90% debería ser de 280 GWh. Así pues, se pronostica que, al requerir grandes niveles de compartición desde fuentes renovables, los sistemas de almacenamiento deberán crecer alrededor de 3 TWh. La tabla 1 muestra los proyectos superiores a 1 MW en Europa y separado por país [6]–[8].

Tabla 1. Proyectos en Europa > 1 MW

País	Número de proyectos	P(MW)
Austria	11	3632
Bélgica	2	1150
Bulgaria	1	-
EE	1	500
Francia	3	-
Alemania	12	5280
Grecia	1	587
Hungría	1	560
Irlanda	3	1340
Italia	11	2161,2
Lituania	1	225
Luxemburgo	1	-
Polonia	1	750
Portugal	12	4612,5
Rumania	3	1500
Eslovenia	1	400

España	8	3485,3
Reino Unido	6	1365,9
Noruega	5	4900
Suiza	7	5040

De manera análoga a lo expresado en el caso europeo para Estados Unidos se indica que el porcentaje de compartición para el 2016 correspondía al 7% y que para el año 2030 con el crecimiento estimado se podría alcanzar valores del 15%, sin embargo, después de ello la perspectiva no es clara dado que los valores se presentan segmentados por estados, aunque un promedio estimado para el año 2050 muestra un crecimiento hasta alcanzar el 20%. Para el año 2016 US tenía instalado 24 GW de sistemas de almacenamiento de energía y las proyecciones indican que al igual que el caso europeo se requiera de una mayor cantidad de almacenamiento cuando se sobrepase el 40% de compartición de energías renovables y mantienen dos escenarios que contemplan independencia en los estados además de la presencia o ausencia de vehículos eléctricos, la exclusión de ambos escenarios indica que la necesidad será de crecimiento será de 3 TWh dado que el tamaño del sistema es similar al europeo [6]–[8].

En países como Brasil la existencia de una normativa referente a la posibilidad de que cada usuario pueda generar su propia electricidad permitió que para el año 2016 existían 2560 conexiones a la red con un 96% de sistemas fotovoltaicos. Se estima que para 2024 el número de conexiones aumente a 1,2 millones con un equivalente en potencia instalada de 4,5 GW. Según la investigación presentada en [9], en el sistema brasileño se podrían alcanzar porcentajes de penetración del 40% en sistemas sin almacenamiento mientras que en sistemas con

almacenamiento de podría alcanzar hasta un 80% [9].

Recientemente en Chile se inició la construcción de un sistema de tipo BESS con una capacidad de 112 MW / 560 MWh, el sistema será conectado con un sistema de generación renovable de 253 MW distribuidos en diferentes proyectos solares (incluyendo campos con paneles bifaciales), la propuesta de implementación contempla la instalación de 2300 MW entre instalaciones de generación renovable y sistemas de almacenamiento para el 2024 [10].

Al comparar el mercado latinoamericano respecto al resto del mundo se puede ver que tan sólo se representa el 5% para el año 2014 en donde se tenía una capacidad mundial instalada de 847 MW y Latinoamérica tenía 42 MW, la proyección de ENEL apunta a una capacidad instalada de 51203 MW con una representatividad aproximada del 10% en Latinoamérica [11].

La redes eléctricas requieren de un balance continuo entre su generación y demanda, para ello las empresas eléctricas deben tener suficiente capacidad instalada, se sabe que las operadores trabajan con un 20% de demanda adicional para cubrir la demanda instantánea mientras que a lo largo del año los sistemas operan al 55% de su capacidad de generación [12].

En función de la aplicación que se le desea dar los sistemas podrán tener capacidades en el orden de megavatios-hora o de tan sólo vatios-hora dependiendo de si el sistema debe entrar potencia en meses o en unos cuantos minutos [13], [14].

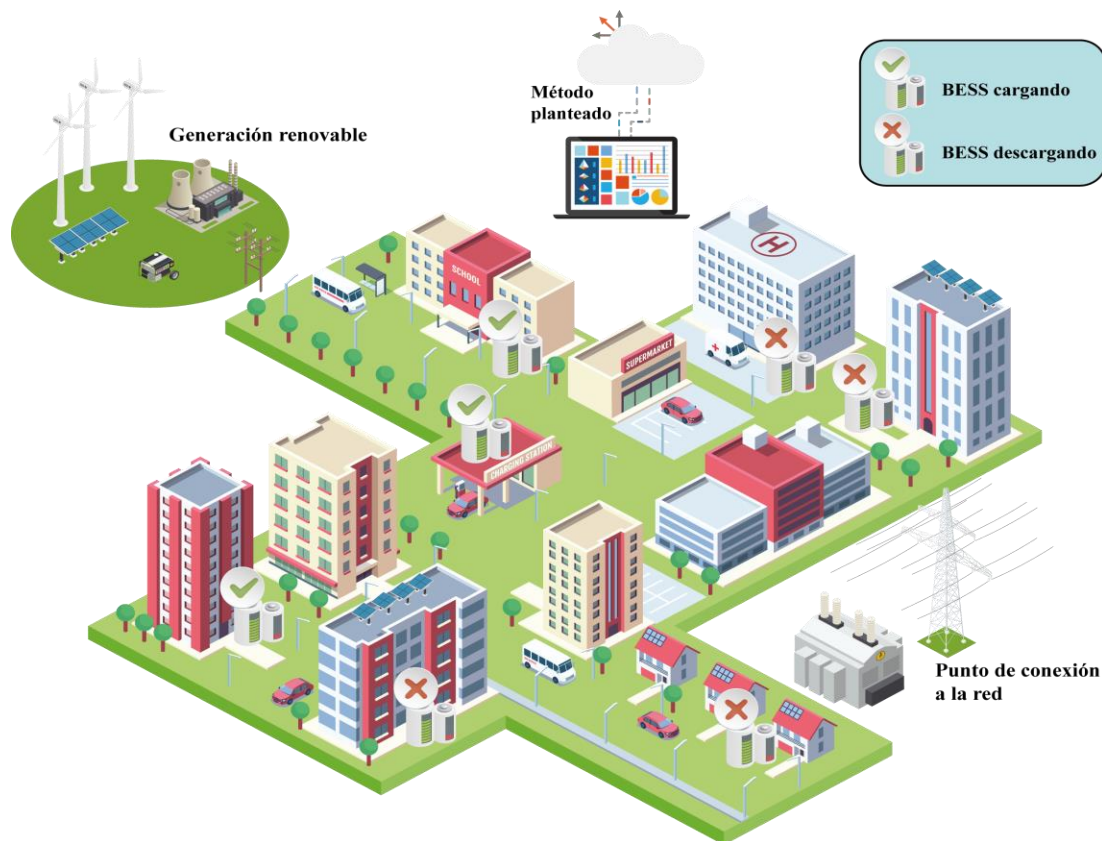


Figura 1. Resumen micro-red

Una gran cantidad de alternativas para el almacenamiento de energía se han desarrollado, desde estaciones de bombeo, almacenadores de aire a presión e incluso discos de inercia. Sin embargo, con el pasar del tiempo se han mejorado las tecnología que usan dispositivos químicos con los cual se consigue una respuesta relativamente instantánea además de que las tecnologías han reducido su costo y han mejorado su rendimiento [15], [16].

## 2 Sistemas de almacenamiento de energía con baterías

Un sistema típico de BESS continuamente debe aportar información sobre su estado de carga y descarga para tareas de despacho y monitoreo además de aportar información para PCS (Power

Conversion System) y BMS (Battery Management System). Para las tareas de despacho se consideran dos factores importantes los cuales determinan la potencia que puede ofrecer el sistema, estos factores son SOC (State of charge) y SOD (State of discharge) [17].

Para sistemas con una gran cantidad de agentes con sistemas de almacenamiento BESS se dispone de un administrador global encargado de considerar el estado de carga o descarga de los diferentes agentes y el sistema se adapta al estado actual del sistema, otro método de control es el empleado para suavizar las fluctuaciones producidas por generadores eólicos y fotovoltaicos por lo que, la tasa de cambio puede ser utilizada [18].

Por otro lado, se plantea el uso de BESS como una respuesta para apoyar durante eventos de fluctuación de frecuencia en redes con alta penetración de energía renovable, debido a su

respuesta prácticamente inmediata, alta densidad y alta eficiencia es ideal para esquemas de respuesta rápida que se suman a los conocidos esquemas de regulación primaria y secundaria [19].

En [20] se habla de la falta de estudios que supongan el uso de los sistemas BESS como una alternativa para suplir la demanda cuando suceden picos, el mismo documento plantea un estudio que considere aspectos de demanda, disponibilidad de líneas y criterios de los sistemas de almacenamiento (SOC, SOD) [21].

## **2.1 Gestión del banco de baterías**

Los arreglos de baterías en serie y paralelo tienen diversas opciones para ser gestionados, una de ellas consiste en hacer una reconfiguración dinámica de su estructura, lo que permite la obtención de versatilidad, correcto aislamiento de las baterías y una elección de las conexiones a ser establecidas. La ventaja de este tipo de gestión es que es posible obtener voltaje o capacidad máxima o también los valores nominales. Para este tipo de gestión se pueden tener diversos bancos de baterías disponibles, de forma que, si uno no cuenta con la carga suficiente, este puede ser cambiado por otro banco que cuenta con los recursos disponibles para satisfacer la carga nominal e inclusive las necesidades futuras de demanda [22].

La gestión también permite tener algoritmos variados para la carga del BESS, a corriente o voltaje constante, en pulso, por nombrar otras opciones; para ello es necesaria la utilización de procesamiento con microcontroladores que permite la individualización de la carga de cada batería; a ello se suma el uso de equipos de interrupción que incluyen relés, electrónica de potencia. En su conjunto tales elementos agregan características como la seguridad en los procesos de carga y descarga, la

reconfiguración que evite daños y fallas del equipamiento principal. La estructura descrita forma un sistema de gestión de baterías (BMS) que asegura un abastecimiento de las cargas continuo, sin reacciones internas adversas y daños que se relacionan a eventos de sobrecarga [22].

Otra característica de un BMS radica en controlar las condiciones en que operan las baterías con el objetivo de prolongar la vida útil de los elementos de carga. Para ello el sistema debe contar con componentes para el monitoreo y revisión del estado de la batería para conocer el estado actual, así como los intercambios energéticos que se producen. La precisión del censo, de los algoritmos e incluso de los predictores es fundamental para esta función, donde la medición de temperatura también es relevante, para evitar reducción de la eficiencia y degradación. La protección de que las baterías sufran descargas profundas y sobrecargas posibilita la mejora de su vida útil, que se posibilita gracias a la medición y predicción del estado de la carga (SOC) con baja incertidumbre. Todas las características descritas tienen concordancia con las tendencias relativas a realizar un mejor aprovechamiento energético posibilitando mejores condiciones de respaldo, calidad de la energía, continuidad del servicio, e incluso regulación y gestión de la demanda. En el plano económico la gestión se traduce en una identificación rápida y más económica de fallas en el BESS, costos reducidos de mantenimiento y operación, así como la maximización de eficiencia y de la vida útil [22][23].

## **2.2 Respuesta a la demanda con BESS**

Cuando los sistemas BESS son planificados para ser usados en conjunto

con la respuesta a la demanda, es común que la respuesta a la demanda sea empleada para un correcto dimensionamiento y localización de los elementos de almacenamiento de la energía. En [24], se emplea un programa de respuesta a la demanda (DRP) para lograr que la curva de demanda reduzca su pico o se aplane; mediante el paso de la demanda de las horas pico a horas en que la demanda es menor. En efecto, la respuesta a la demanda en combinación con técnicas de reconfiguración, y sistemas BESS posibilitan mejoras a la red incluyendo la optimización del despacho de las fuentes de generación, mejora del perfil de voltaje en horas pico y la reducción de las pérdidas en la red [25].

La respuesta a la demanda es relevante para sistemas con recursos de generación renovables, como una herramienta efectiva para la operación económica y segura de la red. Está definida como una forma de modificar los patrones de la demanda por parte de los usuarios finales, especialmente los periodos de consumo y la cantidad de energía demandada, como respuesta a cambios en variables como el costo de la energía o incentivos entregados al usuario final. En el caso de los incentivos, normalmente se busca que la demanda sea menor y, por tanto, en el caso de los BESS se produzca una menor descarga de los medios de almacenamiento. Los sistemas con incentivos funcionan mediante cargas interrumpibles, así como licitaciones de la demanda [26].

La DR basada en el costo está sujeta a franjas horarias con costos de energía variables que permiten que las baterías puedan ser cargadas durante más tiempo o que la carga se mantenga disponible más tiempo; sin embargo, esta clase de DR puede generar confusión en los usuarios y requieren de equipamiento o

aplicaciones específicas para que el usuario pueda ser beneficiado por el programa de respuesta a la demanda implementado [26].

### **3 Marco Teórico**

#### **3.1 Micro-redes**

Las MR aisladas son los sistemas que mayores oportunidades presentan para sistemas de almacenamiento dada su necesidad para satisfacer una demanda. En sistemas aislados y lejanos el costo de transporte de combustibles puede complicar el suministro energético. La simple introducción de energías renovables no es suficiente dado que frente a cambios graves en el sistema las unidades térmicas pueden perder sincronismo y en casos más fuerte los convertidores pueden desconectarse [27].

Los sistemas de almacenamiento juegan un papel importante en aquellos casos en los que su posibilidad de modificación en porciones de segundo son vitales para el funcionamiento del sistema [27]. Sin embargo y a pesar de la respuesta instantánea de los BESS su capacidad puede significar un problema dado que al descargarse nuevamente insertarán una anomalía al sistema por ello se vuelve fundamental el trabajo conjunto entre la regulación primaria, secundaria y el BESS para conseguir que a la brevedad posible la potencia entregada por el sistema de almacenamiento caiga a cero [28].

#### **3.2 Fórmulas**

Se muestran las principales relaciones lineales utilizadas en problemas de optimización relacionadas a BESS y tienen relación con coeficientes de

carga/descarga, límites y estados de carga/descarga.

### 3.2.1 Eficiencia de carga y descarga

Las pérdidas ocurren en los ciclos cuando el sistema se encuentra en carga o descarga, las restricciones de (1) y (2) considera los coeficientes de conversión AC/DC y DC/AC.

$$\eta_j^c * ep_{j,t}^c = EP_{j,t}^c, \forall t, \forall j \quad (1)$$

$$ep_{j,t}^d = \eta_j^d * EP_{j,t}^d, \forall t, \forall j \quad (2)$$

En donde  $\eta_j$  es el coeficiente de eficiencia,  $ep_j$  es la potencia de AC y  $EP_j$  es la potencia de DC, las dos últimas expresadas en MW. Los coeficientes  $t$  y  $j$  son respectivamente el tiempo  $t$ -ésimo de análisis y el sistema  $j$ -ésimo de almacenamiento.

### 3.2.2 Límite de potencia de salida

Las restricciones (3) y (4) muestran los límites de carga y descarga de cada sistema de almacenamiento para un respectivo tiempo  $t$  de análisis.

$$0 \leq EP_{j,t}^c \leq \overline{EP_{j,t}^c}, \forall t, \forall j \quad (3)$$

$$0 \leq EP_{j,t}^d \leq \overline{EP_{j,t}^d}, \forall t, \forall j \quad (4)$$

En donde  $\overline{EP_{j,t}^c}$  y  $\overline{EP_{j,t}^d}$  son los límites de carga y descarga. En caso de que los sistemas dispongan de límites inferiores el problema debe ser cambiado por uno de tipo entero mixto.

### 3.2.3 Estado de la carga (SOC)

Las siguientes restricciones (5), (6) y (7) representan el cálculo del SOC, sus límites para cada intervalo de tiempo y el rango final del SOC.

$$\begin{aligned} SOC_{j,t} &= SOC_{j,t-1} \\ &+ (EP_{j,t}^c \\ &- EP_{j,t}^d) * \Delta t \\ &= SOC_j^0 \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} &+ \sum_{k=1}^t (EP_{j,k}^c \\ &- EP_{j,k}^d) \\ &* \Delta t, \forall t, \forall j \\ SOC_j^{min} &\leq SOC_{j,t} \end{aligned} \quad (6)$$

$$\leq SOC_j^{max}, \forall j, t = 1, \dots, T - 1$$

$$\begin{aligned} SOC_{j,T}^{lower} &\leq SOC_{j,T} \\ &\leq SOC_{j,T}^{upper}, \forall j \end{aligned} \quad (7)$$

En donde  $\Delta t$  es el intervalo de tiempo en horas,  $T$  es el número de intervalos considerados para tomar una decisión,  $SOC_{j,t}$  es el SOC del  $j$ -ésimo sistema en MWh en el  $t$ -ésimo intervalo,  $SOC_j^{max}$  y  $SOC_j^{min}$  son los límites respectivos al SOC,  $SOC_j^0$  es el valor inicial del SOC y finalmente  $SOC_j^{upper}$  y  $SOC_j^{lower}$  son los límites superior e inferior al final del intervalo de tiempo.

### 3.2.4 Límite de energía total

Una de las expresiones más importantes tiene relación con el ciclo de vida del sistema BESS y se debe a que las baterías tienen un límite de ciclos de carga y descarga que pueden soportar, estos ciclos pueden ser modificados por medio de las restricciones ligadas al SOC. Las restricciones (8) y (9) limitan la cantidad de ciclos completos.



$$\sum_{t=1}^T EP_t^c * \Delta t \leq \alpha_j^c \quad (8)$$

$$* (SOC_j^{max} - SOC_j^{min}), \forall j$$

$$\sum_{t=1}^T EP_t^d * \Delta t \leq \alpha_j^d \quad (9)$$

$$* (SOC_j^{max} - SOC_j^{min}), \forall j$$

En donde  $\alpha_j^c$  y  $\alpha_j^d$  son constantes positivas que limitan la cantidad de ciclos completo en un horizonte de decisión.

### 3.3 Funciones objetivo

Se plantean 3 diferentes escenarios de aplicación entre los cuales se encuentran arbitraje energético, reducción de picos y nivelación de carga además de una alternativa para minimizar el costo del usuario final mientras que las otras dos aplicaciones suelen ser vistas desde la perspectiva del operador.

#### 3.3.1 Reducción de picos

Esta función objetivo busca reducir la demanda máxima en un horizonte de decisión [29]. Las expresiones (10), (11) y (12) son expresiones no lineales mientras que las expresiones (13) y (14) son las expresiones linealizadas.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \max\{D'_1, D'_2, \dots, D'_T\} \quad (10)$$

$$D'_t = D_t + \sum_{j=1}^N [ep_{j,t}^c - ep_{j,t}^d], \forall t \quad (11)$$

$$D'_t \geq 0, \forall t \quad (12)$$

En donde  $N$  es el número de sistemas BESS,  $T$  es el horizonte de decisión,  $D_t$  es la demanda estimada en un  $t$ -ésimo intervalo de tiempo,  $D'_t$  es la demanda modificada,  $ep_{j,t}^c$  es la potencia de carga del sistema  $j$ -ésimo y  $ep_{j,t}^d$  es la potencia de descarga vista por el sistema.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T D_t^{max} \quad (13)$$

$$D_t^{max} \geq D'_t, \forall t \quad (14)$$

En donde  $D_t^{max}$  es una variable que garantiza que la demanda pico modificada debe ser menor a esta variable en un horizonte de decisión.

#### 3.3.2 Nivelación de carga

Este método trabaja de manera similar al antes mencionado con la excepción de que en la reducción de picos el objetivo es reducir la demanda máxima, en este caso la idea es estabilizar la carga de manera que se reduzcan no sólo los picos máximos sino también los valles. El objetivo entonces es evitar que la demanda fluctúe significativamente a lo largo del tiempo. La expresión (15) muestra la función objetivo para esta tarea.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T [D^{max} - D^{min}] \quad (15)$$

$$D^{min} \leq D'_t, \forall t \quad (16)$$

En donde  $D^{min}$  es una variable que garantiza que los valles de demanda están sobre un nivel buscado, la expresión (15) reduce la diferencia entre los valores de los picos y los valles.

### 3.3.3 Minimización del pago del usuario

En algunos mercados la planilla eléctrica se compone de 2 cargos, uno por demanda y otro por energía. El mercado coreano operado por KEPCO, por ejemplo, calcula un factor de demanda en función de un promedio de valores pico en un período móvil y ser afectado por diversos factores en función de la decisión del cliente. Es por ello que se propone una optimización que busca la reducción de los costos para el usuario final. La expresión (17) muestra una formulación lineal para este objetivo.

$$\text{Min} \left\{ R^D * D^{\max} + \sum_{t=1}^T R_t^E * D'_t * \Delta t \right\} \quad (17)$$

En donde  $R^D$  es el cargo impuesto por el pico de demanda y  $R_t^E$  es una tasa de carga de energía, esta función está sujeta a las restricciones (11), (12) y (14). En casos en los que la demanda máxima histórica debe ser tomada en cuenta para el cálculo se puede recurrir a la expresión (18) definiendo que  $D^{\max,g} = \max(D^{\max,0}, D^{\max})$ .

$$\text{Min} \left\{ R^D * D^{\max,g} + \sum_{t=1}^T R_t^E * D'_t * \Delta t \right\} \quad (18)$$

$$D^{\max,g} \geq D'_t, \forall t \quad (19)$$

$$D^{\max,g} \geq D^{\max,0} \quad (20)$$

La función (18) está sujeta a las restricciones (11), (12), (14), (19) y (20), además de todas las restricciones técnicas. El modo esperado de operación contempla el cargar cuando el costo de la energía es bajo y descargarse primero cuando la demanda se encuentra en un pico y luego cuando el precio de la energía sea alto [30].

## 4 Planteamiento del problema

Se plantea el desarrollo de un modelo matemático capaz de dimensionar un banco de baterías de tamaño óptimo para suministrar energía a un sistema aislado por un periodo determinado mientras que también se plantea la creación de un modelo que permita optimizar la demanda que es observada desde el medidor de frontera del sistema. Los sistemas de generación planteados contemplan tecnologías fotovoltaicas, eólicas y conexión con la red convencional esperando gestionar la carga y descarga de las baterías como una respuesta a la demanda. El modelo propuesto se pone bajo ensayo en tres escenarios diferentes entre los cuales se incluye el modelo de micro-red presente en las instalaciones de la Universidad Politécnica Salesiana, Campus Sur y dos casos comunes de sistemas tanto conectado como aislado de la red convencional.

### 4.1 Generación solar

Los datos de radiación solar global serán obtenidos directamente de información disponible de la NASA además de incluir información de temperatura. Por otro lado, es necesario indicar los costos de la planta similares a los mostrados en la tabla 2, los precios corresponden a una conversión monetaria de pesos colombianos a dólares llevada a cabo el

11 de enero del 2021 en base de datos ofrecidos por Morningstar.

Tabla 2. Costos de generación solar [31]

Capacidad (kW)	Capital inicial (\$)	Costo de reposición (\$)	Costo de operación y mtto. (\$/año)
3	2306,12	230,61	43,24

## 4.2 Generación eólica

Los datos de perfil de viento serán obtenidos de manera análoga a los datos necesarios para el sistema solar, a partir de bases de datos históricos mediante métodos teórico-prácticos. La tabla 3 muestra los costos aproximados ligados a la tecnología eólica, la conversión monetaria fue realizada en la misma hora y el mismo día que el caso solar.

Tabla 3. Costos de generación eólica [31]

Capacidad (kW)	Capital inicial (\$)	Costo de reposición (\$)	Costo de operación y mtto. (\$/año)
3	9022,68	9022,68	902,27

## 4.3 Sistema de almacenamiento

Se propone el uso de un sistema de almacenamiento que se componen de unidades con capacidad de 1kWh y voltaje de 12 V en configuración serie con lo cual se consigue 24 V. Estos conjuntos de baterías se plantean modularmente para que el algoritmo pueda seleccionar la cantidad óptima frente al sistema de prueba y sus condiciones de operación.

Tabla 4. Costos sistemas de almacenamiento [31]

Cantidad	Capital inicial (\$)	Costo de reposición (\$)	Costo de operación y mtto. (\$/año)
3	187,37	187,37	7,21

## 4.4 Conversor bidireccional

Para enlazar los sistemas de generación que entregan potencia en CC y para cargar los dispositivos de almacenamiento

existen convertidores que enlazan las zonas de CC y CA de la micro-red, los costos asociados para estos sistemas de conversión se detallan en la tabla 4.

Tabla 5. Costos de convertidores bidireccionales [31]

Capital inicial (\$)	Costo de reposición (\$)	Costo de operación y mtto. (\$/año)
2017,85	2017,85	20,18

## 4.5 Formulación matemática del problema

La ecuación (21) muestra la función que totaliza la energía generada por los diferentes sistemas de generación contemplados en la micro-red.

$$\sum E_{generada} = E_{pv} + E_{eol} + E_{bat} \quad (21)$$

En donde:

$E_{pv}$ : representa la energía fotovoltaica.

$E_{eol}$ : representa la energía eólica.

$E_{bat}$ : representa la energía del sistema de almacenamiento.

La ecuación (22) representa el cálculo de energía producida por fuentes de generación fotovoltaica.

$$E_{pv} = \beta * N_{pv} * P_{pv} * \eta_{inv} * t_1 \quad (22)$$

En donde:

$\beta$ : es la irradiancia de la ubicación en W/m<sup>2</sup>.

$N_{pv}$ : es el número de paneles fotovoltaicos.

$P_{pv}$ : Potencia del panel seleccionado en W.

$\eta_{inv}$ : es la eficiencia del inversor.

$t_1$ : es el tiempo de operación del sistema.

La ecuación (23) por otro lado, representa la energía generada por los sistemas eólicos.

$$E_{eol} = \frac{1}{2} * C_p * \rho_{aire} * S * V^3 * t_2 \quad (23)$$

En donde:

$C_p$ : es el coeficiente de potencia que describe la cantidad de energía cinética que puede ser extraída del viento y tiene un límite teórico de 0,59.

$\rho_{aire}$ : es la densidad del aire medida en temperatura ambiente y corresponde a un valor aproximado de 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

$S$ : es la superficie de captación del viento y se corresponde al área de la circunferencia de captación de las palas, expresado en m<sup>2</sup>.

$V$ : es la velocidad del viento expresada en m/s.

$t_2$ : es el tiempo de operación del sistema en horas.

La potencia del sistema de almacenamiento es predeterminada en la fase de diseño por lo cual no es necesario incluir una formulación relacionada a la energía de este sistema. Se entiende entonces que la energía será de 1 kWh con una capacidad de corriente de 100 Ah.

#### 4.5.1 Variables para satisfacción de demanda

Las variables para considerar serán aquellas relacionadas con la cantidad de módulos de generación fotovoltaicos, aerogeneradores y cantidad de baterías o sistemas de almacenamiento que puede ser adecuadamente mostradas en el vector en (24).

$$x = [N_{pv}, N_{eol}, N_{bat}] \quad (24)$$

#### 4.5.2 Función objetivo

El problema propuesto contiene una única función objetivo que contempla la minimización de los costos relacionados con la generación de la electricidad mostrado en la ecuación (25) en donde la

función de costos corresponde a lo mostrado en la ecuación (26), en donde los coeficientes  $C$  corresponden a los costos de cada tecnología y  $x$  es la variable por calcular.

$$f = \min(COE) \quad (25)$$

$$COE = (C_{pv} * x_1 + C_{eol} * x_2 + C_{bat} * x_3) \quad (26)$$

#### 4.5.3 Costos de las tecnologías

Dado que cada uno de los valores a calcular de energía requieren una relación lineal con su costo es necesario calcular los costos de cada tecnología para lo cual se consideran módulos solares de 300W mientras que las demás tecnologías deben ser de al menos 1 kW. Se consideran los costos relacionados a implementación, materiales, diseño, mano de obra además de los costos siempre existentes de operación y mantenimiento además de reemplazo de piezas de acuerdo con lo mostrado en la tabla 6.

Tabla 6. Costo total por tecnología [31].

Tecnología	Costo total (\$)
Solar	357,24
Eólica	7321,68
Baterías	352,93

#### 4.5.4 Costo anual equivalente

Para cada una de las tecnologías se establece un total compuesto por los costos de la tecnología, el valor del dispositivo de generación, materiales, ingeniería de detalle, mano de obra, operación y mantenimiento además de factores como repuestos, vida útil, el costo anual y una tasa relacionada con los intereses ligados a estas inversiones de manera que el costo anual equivalente se

ajusta a lo mostrado en la ecuación (27), la tabla 7 muestra los costos de cada tecnología de manera anualizada.

$$CAE = VAN * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} \quad (27)$$

En donde:

$i$ : es la tasa de interés de la deuda.

$n$ : Número de periodos.

$VAN$ : Costo unitario de cada tecnología.

Tabla 7. Costo anualizado [31].

Tecnología	Costo total anualizado (\$)
Solar	27,95
Eólica	638,34
Baterías	85,42

Se puede entonces calcular los costos de generación de las diferentes tecnologías al considerar los valores anualizados de inversión, así como los costos ligados a la administración, operación y mantenimiento y la cantidad de energía generada de acuerdo con lo mostrado en la ecuación 28.

$$G_a = \frac{I_a + AOM_a}{EG_a} \quad (28)$$

En donde:

$G_a$ : Costo de generación de energía eléctrica en \$/kWh.

$I_a$ : Costo anualizado de la inversión en \$.

$AOM_a$ : Costo anualizado de administración, operación y mantenimiento en \$.

$EG_a$ : Energía generada en kWh.

Finalmente, la tabla 8 muestra los coeficientes de costo que acompañan a los valores de generación de cada tecnología para la obtención de costos totales de generación de la micro-red.

Tabla 8. Coeficientes de costos por tecnología [31].

Tecnología	Costo de generación de energía (C)
------------	------------------------------------

Solar	0,028
Eólica	0,22
Baterías	0,22

#### 4.5.5 Restricciones operativas

Las restricciones para cada una de las tecnologías tienen relación con los límites operativos y condiciones mínimas de operación además de cantidades máximas de generadores permitidos por cada tecnología de esta manera la tabla 9 muestra un resumen de las restricciones para cada tecnología.

Tabla 9. Parámetros de funcionamiento [31].

Restricción	Valor
Tecnología Solar	
Capacidad del módulo	20 kW
Eficiencia del módulo	0,85 – 0,95
Horas de recurso	0 – 5 horas
Cantidad máxima de paneles x l	100
Tecnología Eólica	
Capacidad	20 kW
Horas de recurso	Mayor a 3 horas
Coefficiente de potencia	0,60
Velocidad del viento	Mayor a 3 m/s
Distancia de transmisión	Menor a 2 km
Cantidad máxima de unidades	1
Tecnología de almacenamiento	
Capacidad	1-100 kW
Eficiencia del sistema	Mayor al 70%
Autonomía por sistema	2 – 8 horas

Otra restricción necesaria está relacionada con la cobertura de la demanda en todo momento asumiendo que la misma tendrá un 10% de variación y también se asume la existencia de un consumo adicional relacionado con la carga de los sistemas de almacenamiento la restricción se muestra en la ecuación (29).

$$E_{pv} * x_1 + E_{eol} * x_2 + E_{bat} * x_3 \geq DE \quad (29)$$

Para encontrar la solución de lo antes expuesto se propone el pseudocódigo mostrado en la tabla 10.

Tabla 10. Pseudocódigo propuesto

Pseudocódigo 1: Dimensionamiento sistema BESS	
<b>Paso 1:</b>	<b>Entradas:</b> {EO, FV, Demand, Cf, Cv}
<b>Paso 2:</b>	<b>Salidas:</b> {DespachoPC, DespachoT, Costo, CostoT}
<b>Paso 3:</b>	<b>Inicialización:</b>
	Red=100
	lb=[0 0 0 0]
	Aeq=[1 1 1 1]
	f(i)=Cf(i)+Cv(i)
<b>Paso 4:</b>	<b>Dimensionamiento</b>
	<b>Para j = 0:10:100</b>
	BESS = j
	<b>Para L=1:1:24</b>
	Si $L \geq 18$ & $L \leq 22$
	RD1=1
	Caso contrario
	RD1=0
	Fin si
	Si $L \geq 15$ & $L \leq 22$
	BAT=1
	Caso contrario
	BAT=0
	Fin si
	ub=[EO(L), FV(L), BESS*BAT, Red]
	A=[]
	b=[]
	Beq=Demand(L)
	minimizar x sujeto a:
	$A * x \leq b$ ,
	$Aeq * x = Beq$
	$lb \leq x \leq ub$
	DespachoT=sum(x)
	DespachoPC=x
	$Costo(L,:) = x * f$
	$CostoT = CostoT + \text{sum}(Costo(L,:))$
	<b>Fin Para L</b>
	<b>Fin Para j</b>
<b>Paso 5:</b>	<b>Almacenar información</b>
	Guardar(ToDo)
<b>Paso 6:</b>	<b>Fin</b>

Las variables utilizadas se muestran en la tabla 11.

Tabla 11. Variables

Nombre	Interpretación
EO	Generación eólica
FV	Generación fotovoltaica
Demand	Demanda horaria
Cf	Costos fijos de generación
Cv	Costos variables de generación
Red	Potencia máxima disponible desde la red
lb	Límite inferior de despacho
ub	Límite superior de despacho
Aeq	Disponibilidad para despacho por unidad
f	Costos totales por unidad
Bess	Límite de potencia del BESS
L	Hora en análisis
RD1	Respuesta a la demanda disponible
BAT	Disponibilidad para despacho del BESS
A	Restricciones de desigualdad lineales
b	Restricciones de desigualdad lineales
Beq	Restricciones de igualdad lineales
DespachoT	Despacho total por hora
DespachoP C	Despacho por hora y unidad
Costo	Costo de cada unidad
CostoT	Costo total del día

## 5 Análisis de resultados

Dado que uno de los principales objetivos de un sistema de potencia es el satisfacer la demanda hora a hora se propone una curva de demanda como la mostrada en la figura 2, en dicha curva se puede apreciar un comportamiento típico de una curva de demanda con un valor mínimo de 24,55 kW mientras que el punto de demanda máxima se sitúa en 49,98 kW.

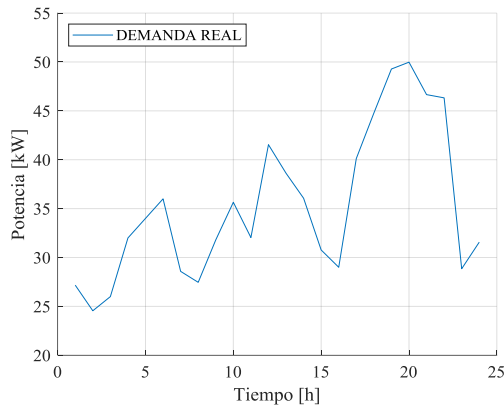


Figura 2. Curva de demanda.

Por otro lado, se dispone de 2 recursos renovables mismos que depende del recurso disponible para la producción de energía, por tanto, a lo largo del día la disponibilidad de potencia para la cobertura de demanda debe ser compensada con el uso de otras tecnologías. La figura 3 muestra el comportamiento de la producción diaria de la generación solar y eólica disponible.

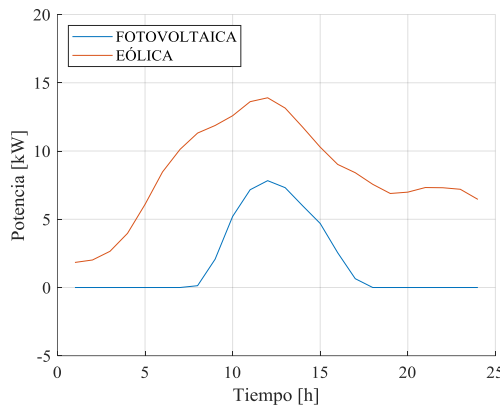


Figura 3. Generación renovable

Una vez conocida la curva de demanda y la potencia disponible desde tecnologías renovables es posible notar que el déficit aún presente deberá ser cubierta por medio de la red convencional y con la potencia disponible almacenada en baterías o sistemas BESS. La figura 4 muestra una comparativa entre la demanda hora a hora y el recurso renovable disponible. Es posible notar que pasado de las 15 horas la demanda

crece y es también un punto en el cual la generación disponible por energías renovables sufre una disminución en su potencia por lo cual es también necesario incluir la mayor cantidad posible de potencia proveniente desde los sistemas BESS a instalar además de requerir una mayor cantidad de potencia desde la red convencional a la cual se tiene acceso por medio de un punto de interconexión. Por dicho motivo es posible colocar el mayor despacho de las baterías en una franja horaria que supere el punto entre las 15 y 16 horas del día.

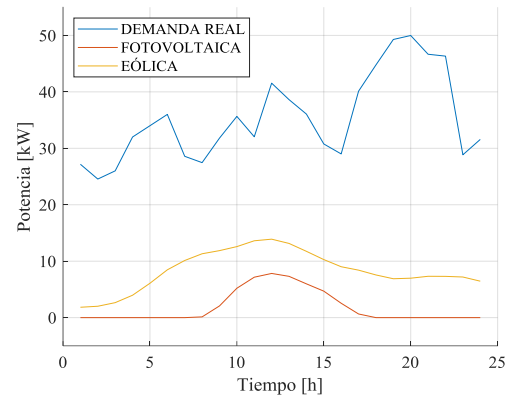


Figura 4. Problema planteado.

Una vez conocido el problema que es objeto de estudio se ejecuta un modelo de optimización lineal con objetivo de reducir los costos totales de generación al considerar los costos fijos y O&M (operación y mantenimiento) para los recursos disponibles solar, eólico, convencional y BESS.

La figura 5 ilustra la cobertura de demanda por medio de la potencia disponible sin considerar la disponibilidad de los sistemas BESS.

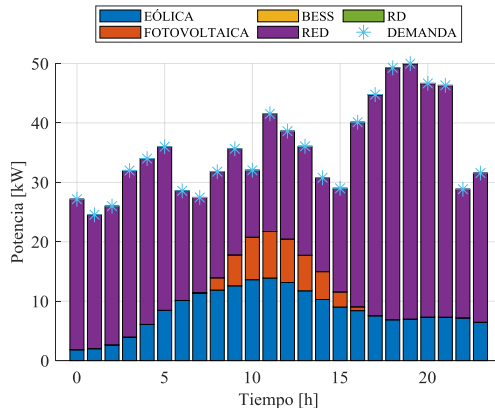


Figura 5. Despacho de potencia sin BESS

Es evidente que la mayor parte de la potencia suministrada al sistema es por participación depende de la red convencional a la que se tiene acceso principalmente en las horas de mayor demanda que corresponde a cuando la participación fotovoltaica pierde relevancia. El costo total de despacho con ausencia total de BESS es de \$159,80.

En un segundo momento se permite la disponibilidad de 10 kW como potencia máxima instalable de BESS y el despacho se permite entre las 15 y las 20 horas, el resultado del despacho óptimo de potencia para el caso mencionado se muestra en la figura 6.

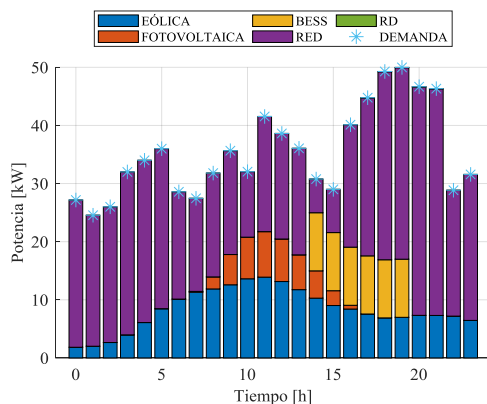


Figura 6. Despacho con 10 kW de BESS.

Como se observa en la figura el sistema de BESS, bajo las condiciones mencionadas, despacha el 100% de la capacidad entre las 15 y las 20 horas

reduciendo por tanto el aporte necesario de la red. El costo total de despacho para el caso mostrado en la figura 6 es de \$158,60 lo cual representa un ahorro de \$1,20 respecto al caso inicial.

Se ensayan entonces un total de 11 escenarios entre los cuales se permite la presencia de entre 0 y 100 kW de BESS con intervalos de 10 kW a fin de estudiar el comportamiento del sistema frente a la introducción de sistemas de almacenamiento cada vez más grandes.

La figura 7 muestra una comparativa entre el costo de despacho diario y la potencia máxima requerida desde el sistema de almacenamiento.

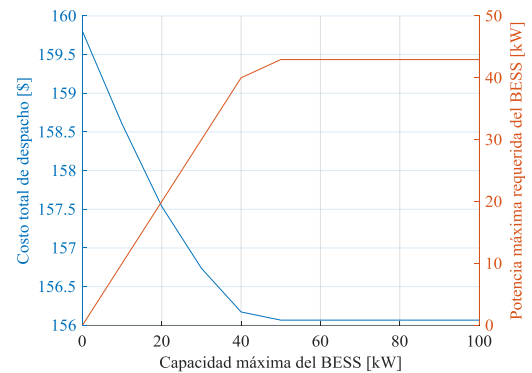


Figura 7. Comparativa, capacidades de BESS 6 horas de despacho.

Se puede observar en la figura antes mostrada que existe un punto en el cual la potencia máxima que es solicitada desde el sistema BESS se estabiliza y aunque se dispone de más capacidad la misma ya no es necesaria a la vez que el costo de despacho también se vuelve constante. El punto en mención se encuentra justamente cuando se controla el modelo para que el modelo pueda despachar como máximo 50 kW desde el almacenamiento, esto debido a que, la máxima potencia requerida desde el BESS en el lapso de despacho es de 42,94 kW.

El valor antes mencionado podría considerarse como el tamaño óptimo del BESS mediante el cual se consigue que el costo de despacho sea el menor posible



con el cual se consigue un costo de despacho total de \$156,07, un ahorro de \$3,73 frente al caso en el cual no existe el aporte de BESS.

Al realizar un nuevo estudio de sensibilidad se ensaya el aumentar las horas de despacho del sistema BESS entre las 15 y 22 horas con el fin de incluir 2 horas más de máxima demanda del sistema. Con ello el sistema es probado bajo las mismas condiciones operativas tratadas con anterioridad obteniendo la gráfica comparativa mostrada en la figura 8.

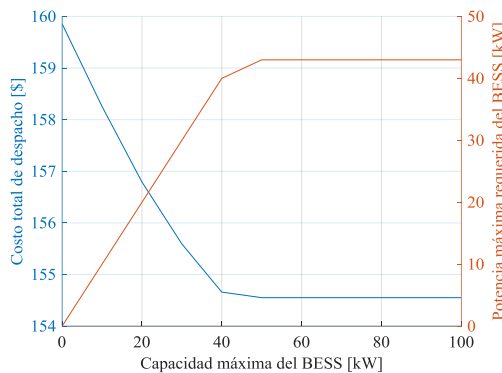


Figura 8. Comparativa, capacidades de BESS 8 horas de despacho.

Nuevamente el punto en el cual se estabiliza la capacidad óptima, así como el costo se da en el punto límite de 50 kW con lo cual, la máxima potencia requerida desde el sistema de almacenamiento es de 42,99 kW y el costo total de despacho cambia a \$154,55 esto debido a la posibilidad de tener una tecnología más económica por más tiempo disponible en el sistema con lo cual el ahorro pasa a ser de \$5,25. El despacho que se produce en el caso en donde el límite es de 50 kW es el mostrado en la figura 9.

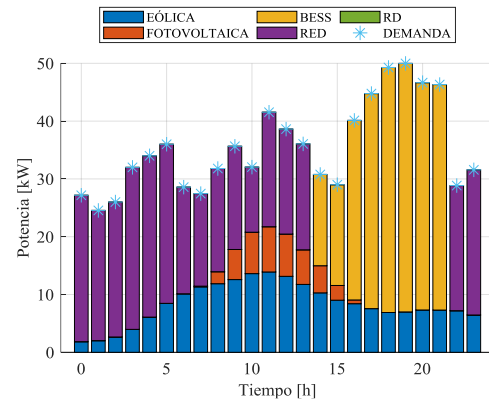


Figura 9. Despacho con 8 horas de BESS. Capacidad máxima de 50 kW.

La posibilidad de despachar la potencia disponible en sistemas de almacenamiento en diferentes horas del día permite también la posibilidad de analizar el comportamiento del despacho y costo total al alternar las horas de despacho entre los valles y los picos de demanda, por ello, el próximo estudio contempla el despacho de las unidades de almacenamiento entre las 8 y las 15 horas del día.

La figura 10 muestra el comparativo entre la potencia a instalar, así como el costo total del despacho del día.

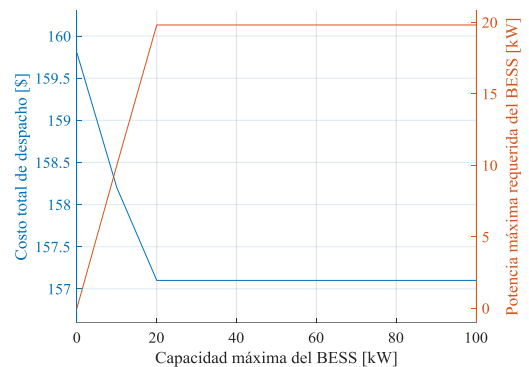


Figura 10. Comparativa, capacidades de BESS 8 horas, demanda baja.

Para este caso se puede observar que desde la restricción límite de 20 kW el sistema encuentra un punto en que no se necesita más capacidad dado que la máxima potencia que se despacha desde el BESS es de 19,81 kW y el costo más

barato de despacho es de \$157,10, lo cual implica un mayor costo que los revisados con anterioridad al despachar la energía almacenada en horas de mayor demanda.

La figura 11 muestra el despacho que se realiza con una disponibilidad de 8 horas desde las 8 horas con lo cual también se cubre prácticamente toda la demanda de esa franja horaria sin necesidad de requerir de potencia desde la red convencional salvo la primera hora en donde el recurso renovable no es suficiente.

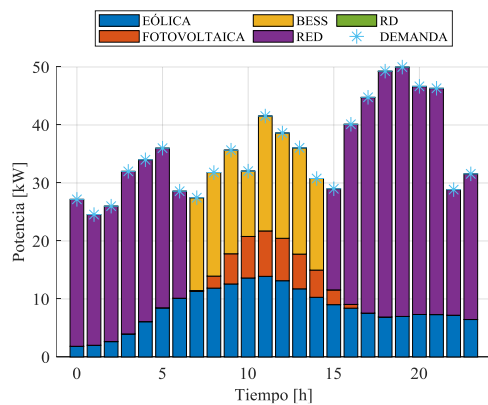


Figura 11. Despacho de 8 horas en demanda baja.

La investigación desarrollada en [31] presenta un costo de aproximadamente \$1,59 por kWh mientras que la investigación llevada a cabo el costo por kWh es de \$0,18 tarifa cercana a la tarifa presente en el Ecuador a fecha actual con lo cual se valida que el método presentado es más económico y por tanto puede brindar mejores prestaciones a los usuarios. En comparación el costo por kWh representa sólo el 11% del obtenido en el mencionado trabajo. Posterior al análisis de costo, la presente investigación cumple con una propuesta realizada en el mencionado trabajo donde se sugiere trabajar con Matlab para conseguir resultados más precisos. Por otro lado, se puede mencionar que la presente investigación sólo recurre al uso de 4 tecnologías para el suministro de energía mientras que en ciertos casos presentados

en semejante investigación se requiere de 5 tecnologías para similar tarea lo que implica una reducción del 20% de tecnologías de generación.

Finalmente, se puede mencionar que nuestra investigación es capaz de estudiar 11 posibles escenarios en tan sólo 84 segundos lo cual representa un promedio de 7,6 segundos por escenario en un computador de medianas características lo cual es de vital importancia al ensayar despachos para varios días o con más unidades con las ventajas antes mencionadas.

## 6 Conclusiones

El uso de tecnologías renovables es sin duda un método válido y que ha ganado popularidad entre los sistemas de potencia con la creciente necesidad de cubrir la demanda creciente año a año, el uso de sistemas BESS permite reforzar la cobertura de la demanda en horas en las cuales no existe recurso renovable disponible para cubrir con la demanda, el uso de tecnología alternativas al consumo de una red convencional puede significar un ahorro en la operación de la red.

Se comprueba que la capacidad óptima a ser implementada en un sistema interconectado depende principalmente de la demanda que debe ser cubierta y los lapsos horarios en los cuales debe ser introducido la entrega de potencia desde el BESS, a pesar de que se obtiene un beneficio en el costo a pagar el sobredimensionar el sistema de almacenamiento puede encarecer el costo de implementación además de nunca requerir la potencia instalada.

El despacho óptimo permite obtener el menor costo de generación posible con lo cual la tarifa también puede ser colocada en los valores más bajos a la vez que permite considerar todos los recursos disponibles en la red.

El uso de los sistemas BESS permite compensar la variabilidad de los recursos renovables, principalmente al hablar de aquellos sistemas que dependen de la disponibilidad de un recurso ambiental que puede ser muy variable en el tiempo y ocasionar déficits de potencia ante condiciones ambientales adversas.

El dimensionamiento del banco de baterías permite en promedio cubrir aproximadamente el 37% de la demanda máxima de la curva estudiada cuando se la despacha alrededor del mediodía mientras que al despacharlo en horas de la noche la cobertura de la demanda es del 86% produciendo un ahorro económico en el despacho de aproximadamente el 4% de la tarifa sin despacho de sistemas de almacenamiento.

La introducción de un sistema de almacenamiento de energía permite utilizar energía disponible dentro de la red con lo cual consecuentemente la demanda no es cubierta por la red con lo cual el consumo visto desde el medidor de frontera se reduce lo cual se refleja en el costo de despacho como se mencionó durante la investigación.

## 6.1 Trabajos futuros

El presente trabajo pretende brindar un punto de partida para estudios similares que involucren micro-redes aisladas de la red en las cuales la exigencia de cobertura de demanda es más estricta dado que la misma se debe cubrir con recursos disponibles dentro de la misma al no poseer la posibilidad de solicitar potencia desde una red convencional. Del mismo modo, la presente investigación puede brindar una perspectiva inicial para el uso de otras tecnologías de generación renovable y topologías de red variadas.

## 7 Referencias

[1] S. Canevese, D. Cirio, A. Gatti, M.

- Rapizza, E. Micolano, and L. Pellegrino, "Simulation of enhanced frequency response by battery storage systems: The UK versus the continental Europe system," *Conf. Proc. - 2017 17th IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2017 1st IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC / I CPS Eur. 2017*, no. April 2014, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/IEEEIC.2017.7977789.
- [2] C. Zhou *et al.*, "Business model and economic analysis of user-side BESS in industrial parks in China," *IET Conf. Publ.*, vol. 2019, no. CP764, pp. 1–6, 2019, doi: 10.1049/cp.2019.0281.
- [3] D. Wu, J. Zhu, Z. Yu, J. Luo, Y. Chen, and L. Chen, "Research on zero-sequence current calculation method for VSC and circulation current of parallel VSC," *2017 2nd Int. Conf. Power Renew. Energy, ICPRE 2017*, no. 524606176033, pp. 592–596, 2018, doi: 10.1109/ICPRE.2017.8390604.
- [4] H. Jo, J. Choi, K. A. Agyeman, and S. Han, "Development of frequency control performance evaluation criteria of BESS for ancillary service: A case study of frequency regulation by KEPCO," *2017 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia Smart Grid Smart Community, ISGT-Asia 2017*, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378437.
- [5] N. Chatrungs, "Battery Energy Storage System (BESS) and Development of Grid Scale BESS in EGAT," *2019 IEEE PES GTD Gd. Int. Conf. Expo. Asia, GTD Asia 2019*, no. 1, pp. 589–593, 2019, doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715953.
- [6] F. Cebulla, J. Haas, J. Eichman, W.

- Nowak, and P. Mancarella, "How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany," *J. Clean. Prod.*, vol. 181, pp. 449–459, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.01.144.
- [7] F. Geth, T. Brijs, J. Kathan, J. Driesen, and R. Belmans, "An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1212–1227, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.145.
- [8] M. Müller *et al.*, "Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe," *J. Energy Storage*, vol. 9, pp. 1–11, 2017, doi: 10.1016/j.est.2016.11.005.
- [9] L. Bittencourt Arruda, A. Machado Schetinger, B. Soares Moreira Cesar Borba, D. Henrique Nogueira Dias, R. Silva Maciel, and B. Henriques Dias, "Maximum PV Penetration under Voltage Constraints Considering Optimal Sizing of BESS on Brazilian Secondary Distribution Network," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 9, pp. 4063–4069, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7785934.
- [10] A. Colthorpe, "AES begins work on 560MWh 'largest battery system in Latin America' for solar and wind in Chile | Energy Storage News," *Global news, analysis and opinion on energy storage innovation and technologies*, 2020.
- [11] Enel Green Power, "The Future of Energy: Latin America's Path to Sustainability Energy Storage and a Smarter Grid for Latin America," *Barriers/Opportunities Dev. Latam*, pp. 18–22, 2015, [Online]. Available: [http://conferencias.cepal.org/futuro\\_energias/Pdf/S Bernabei.pdf](http://conferencias.cepal.org/futuro_energias/Pdf/S%20Bernabei.pdf).
- [12] M. T. Lawder *et al.*, "Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications," *Proc. IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 1014–1030, Jun. 2014, doi: 10.1109/JPROC.2014.2317451.
- [13] M. Reuss, M. Beck, and J. P. Müller, "Design of a seasonal thermal energy storage in the ground," *Sol. Energy*, vol. 59, no. 4, pp. 247–257, 1997, doi: [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(97\)00011-X](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(97)00011-X).
- [14] S. M. Schoenung and W. Hassenzahl, "Characteristics and Technologies for Long-vs. Short-Term Energy Storage A Study by the DOE Energy Storage Systems Program SAND2001-0765," 2001.
- [15] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.09.017>.
- [16] L. D. Mears, H. L. Gotschall, T. Key, and H. Kamath, "EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications," Washington DC, 2003. [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/1001834>.
- [17] X. Li and X. Jia, "Development and Application of Dispatching and Energy Management System for 50MW/100MWh Battery Energy Storage Station," in *2019 International Conference on*

- Advanced Mechatronic Systems (ICAMechS)*, Aug. 2019, pp. 181–185, doi: 10.1109/ICAMechS.2019.8861643.
- [18] X. Li and D. Zhang, “Coordinated control and energy management strategies for hundred megawatt-level battery energy storage stations based on multi-agent theory,” *Int. Conf. Adv. Mechatron. Syst. ICAMechS*, vol. 2018-Augus, pp. 152–156, 2018, doi: 10.1109/ICAMechS.2018.8506868.
- [19] Y. Hu, X. Cao, N. Schofield, and N. Zhao, “Evaluation of BESS management strategies for grid primary and enhanced frequency response,” *2019 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2019*, pp. 2530–2537, 2019, doi: 10.1109/ECCE.2019.8912754.
- [20] M. K. Metwaly and J. Teh, “Probabilistic Peak Demand Matching by Battery Energy Storage Alongside Dynamic Thermal Ratings and Demand Response for Enhanced Network Reliability,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 181547–181559, 2020, doi: 10.1109/access.2020.3024846.
- [21] S. Dahal and H. Salehfar, “Optimal location and sizing of distributed generators in distribution networks,” *45th North Am. Power Symp. NAPS 2013*, 2013, doi: 10.1109/NAPS.2013.6666866.
- [22] D. Rodríguez, R. Gómez, and A. Campos, “Sistemas de gestión de baterías (bms) y su importancia para los sistemas de almacenamiento de baterías (bess),” *Tecnura*, vol. 19, no. 0, pp. 51–56, 2015, doi: 10.14483/udistrital.jour.tecnura.2015.ICE.a05.
- [23] T. Rawat, K. R. Niazi, N. Gupta, and S. Sharma, “Joint Allocation and Operational Management of DG and BESS in Distribution System in Presence of Demand Response,” *2019 8th Int. Conf. Power Syst. Transit. Towar. Sustain. Smart Flex. Grids, ICPS 2019*, pp. 0–5, 2019, doi: 10.1109/ICPS48983.2019.9067697.
- [24] S. Nojavan, M. Majidi, and N. N. Esfetanaj, “An efficient cost-reliability optimization model for optimal siting and sizing of energy storage system in a microgrid in the presence of responsible load management,” *Energy*, vol. 139, pp. 89–97, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.07.148.
- [25] E. Hooshmand and A. Rabiee, “Energy management in distribution systems, considering the impact of reconfiguration, RESs, ESSs and DR: A trade-off between cost and reliability,” *Renew. Energy*, vol. 139, pp. 346–358, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.101.
- [26] E. Hooshmand and A. Rabiee, “Robust model for optimal allocation of renewable energy sources, energy storage systems and demand response in distribution systems via information gap decision theory,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 4, pp. 511–520, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5671.
- [27] M. C. Such and G. Y. Masada, “BESS control on an microgrid with significant wind generation,” in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Jul. 2017, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274644.

- [28] H. Lee, K. Kim, J. Kim, and J. H. Park, "A Frequency control using multiple BESS in islanded Microgrid," in *2019 IEEE 17th International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, Jul. 2019, pp. 1531–1535, doi: 10.1109/INDIN41052.2019.8972321.
- [29] K. Ferreira, W. M. Dos Santos, and A. Cesar Rueda Medina, "Sizing of Supercapacitor and BESS for peak shaving applications," *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electron. Conf. 5th IEEE South. Power Electron. Conf. COBEP/SPEC 2019*, pp. 3–8, 2019, doi: 10.1109/COBEP/SPEC44138.2019.9065558.
- [30] Y. Park, J. Park, N. Kim, and K. Y. Lee, "Linear Formulation for Short-Term Operational Scheduling of Energy Storage Systems in Power Grids," *Energies*, vol. 10, no. 2, pp. 1–16, 2017, doi: <https://doi.org/10.3390/en10020207>.
- [31] F. A. Gaviria Cataño and J. C. Gómez Leal, "METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN PARA MICRO-REDES ELECTRICAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS," Universidad Autónoma de occidente, 2018.

## 8 Matriz de Estado del Arte

Tabla 12. Matriz de estado del arte

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BANCOS DE BATERÍA PARA MICRO-REDES CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CON PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA																					
	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA			
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Micro-redes híbridas	Dimensionamiento óptimo	Sistemas de almacenamiento de energía por batería	Despacho de generación	Costos de generación	Curva de demanda	Unidades de generación (tecnologías)	Despacho horario	Recursos renovables	Límites de generación	Cobertura de demanda	Despacho óptimo	Optimización lineal	Estudio de costos	Despacho óptimo, programación lineal	Generación renovable disponible en un día	Restricción de potencia BESS	Costos de generación por tecnología
1	2017	Simulation of enhanced frequency response by battery storage systems: The UK versus the continental Europe system	18	✗	□	✗	□	□	□	□	✗	□	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	✗
2	2019	Business model and economic analysis of user-side BESS in industrial parks in China	0	✗	□	✗	□	□	□	□	✗	□	□	✗	✗	□	✗	□	□	✗	✗
3	2018	Research on zero-sequence current calculation method for VSC and circulation current of parallel VSC	1	✗	□	□	✗	□	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□
4	2017	Development of frequency control performance evaluation criteria of BESS for ancillary service: A case study of frequency regulation by KEPCO	6	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□
5	2019	Battery Energy Storage System (BESS) and Development of Grid Scale BESS in EGAT	2	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□
6	2018	How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany	98	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
7	2015	An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments	78	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
8	2017	Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe	83	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
9	2016	Maximum PV Penetration under Voltage Constraints Considering Optimal Sizing of BESS on Brazilian Secondary Distribution Network	11	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
10	2020	AES begins work on 560MWh 'largest battery system in Latin America' for solar and wind in Chile   Energy Storage News	0	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	□	✗	□	✗	✗	□

# DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BANCOS DE BATERÍA PARA MICRO-REDES CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CON PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA

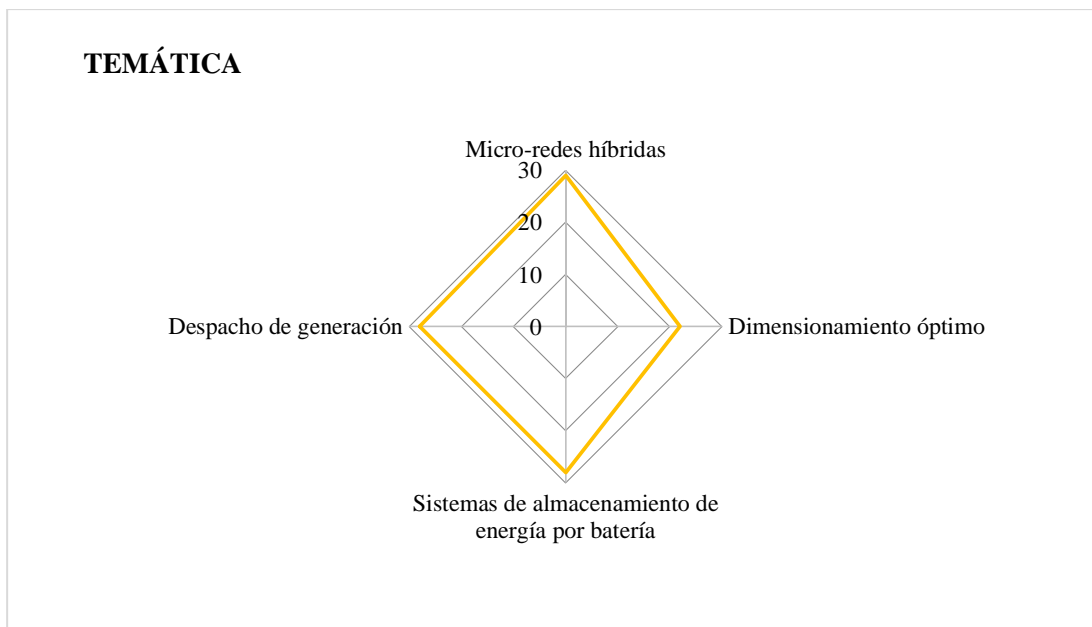
	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA			
ITEM	AÑO	TITULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Micro-redes híbridas	Dimensionamiento óptimo	Sistemas de almacenamiento de energía por batería	Despacho de generación	Costos de generación	Curva de demanda	Unidades de generación (tecnologías)	Despacho horario	Recursos renovables	Límites de generación	Cobertura de demanda	Despacho óptimo	Optimización lineal	Estudio de costos	Despacho óptimo, programación lineal	Generación renovable disponible en un día	Restricción de potencia BESS	Costos de generación por tecnología
11	2015	The Future of Energy: Latin America's Path to Sustainability Energy Storage and a Smarter Grid for Latin America	0	✖	☐	✖	✖	☐	✖	✖	✖	☐	✖	✖	☐	☐	✖	☐	✖	✖	☐
12	2014	Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications	362	✖	☐	✖	✖	☐	✖	✖	✖	☐	✖	✖	☐	☐	✖	☐	✖	✖	☐
13	1997	Design of a seasonal thermal energy storage in the ground	107	✖	✖	☐	✖	☐	✖	✖	☐	☐	✖	✖	☐	☐	✖	✖	✖	☐	✖
14	2001	Characteristics and Technologies for Long-vs. Short-Term Energy Storage A Study by the DOE Energy Storage Systems Program SAND2001-0765	131	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖
15	2009	Battery energy storage technology for power systems—An overview	1899	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖
16	2003	EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications	93	☐	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖
17	2019	Development and Application of Dispatching and Energy Management System for 50MW/100MWh Battery Energy Storage Station	6	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	☐	✖	☐	✖	✖	✖
18	2018	Coordinated control and energy management strategies for hundred megawatt-level battery energy storage stations based on multi-agent theory	8	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖
19	2019	Evaluation of BESS management strategies for grid primary and enhanced frequency response	1	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖
20	2020	Probabilistic Peak Demand Matching by Battery Energy Storage Alongside Dynamic Thermal Ratings and Demand Response for Enhanced Network Reliability	7	✖	✖	✖	✖	☐	✖	☐	✖	☐	✖	✖	☐	☐	✖	☐	✖	✖	☐
21	2013	Optimal location and sizing of distributed generators in distribution networks	8	✖	✖	✖	✖	☐	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖
22	2015	Sistemas de gestión de baterías (bms) y su importancia para los sistemas de almacenamiento de baterías (hess)	5	☐	☐	✖	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	✖	☐	☐	✖	☐	☐	✖	☐



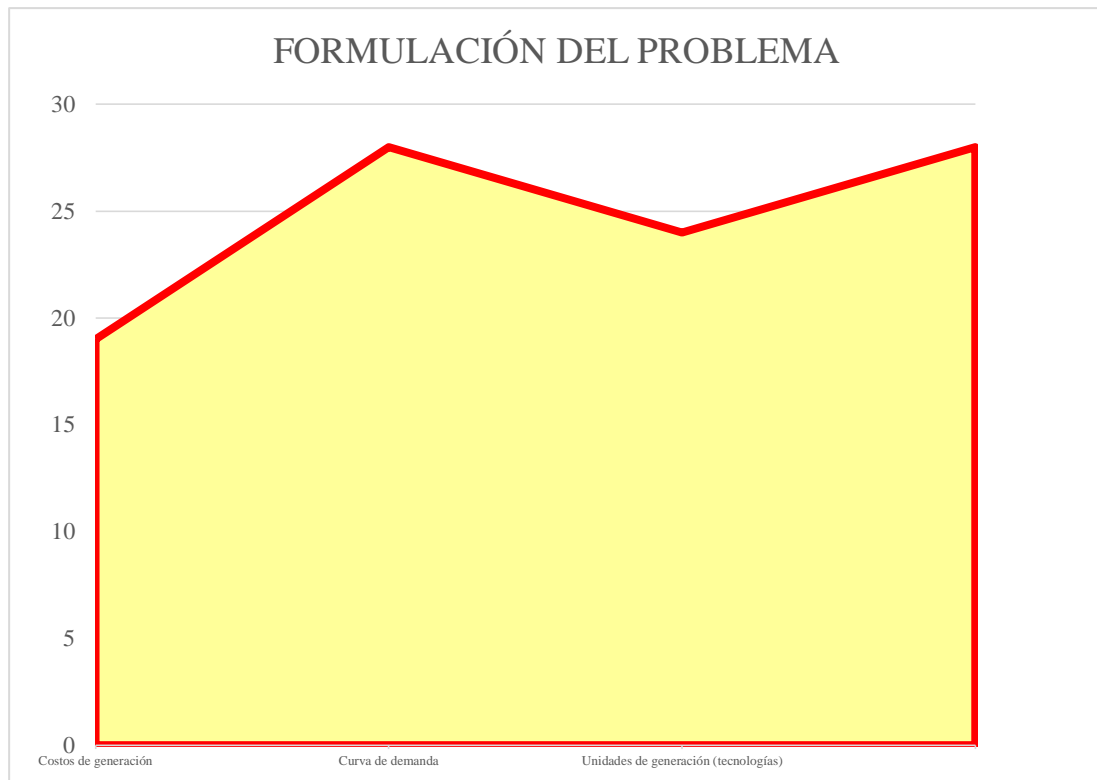
# DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BANCOS DE BATERÍA PARA MICRO-REDES CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CON PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA

ITEM	DATOS	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA			
	AÑO			Micro-redes híbridas	Dimensionamiento óptimo	Sistemas de almacenamiento de energía por batería	Despacho de generación	Costos de generación	Curva de demanda	Unidades de generación (tecnologías)	Despacho horario	Recursos renovables	Límites de generación	Cobertura de demanda	Despacho óptimo	Optimización lineal	Estudio de costos	Despacho óptimo, programación lineal	Generación renovable disponible en un día	Restricción de potencia BESS	Costos de generación por tecnología
23	2019	Joint Allocation and Operational Management of DG and BESS in Distribution System in Presence of Demand Response	1	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
24	2017	An efficient cost-reliability optimization model for optimal siting and sizing of energy storage system in a microgrid in the presence of responsible load management	83	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
25	2019	Energy management in distribution systems, considering the impact of reconfiguration, RESs, ESSs and DR: A trade-off between cost and reliability	29	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
26	2019	Robust model for optimal allocation of renewable energy sources, energy storage systems and demand response in distribution systems via information gap decision theory	30	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	□	✗
27	2017	BESS control on an microgrid with significant wind generation	7	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
28	2019	A Frequency control using multiple BESS in islanded Microgrid	1	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
29	2019	Sizing of Supercapacitor and BESS for peak shaving applications	0	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
30	2017	Linear Formulation for Short-Term Operational Scheduling of Energy Storage Systems in Power Grids	9	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
31	2018	METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN PARA MICRO-REDES ELECTRICAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS	1	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
				□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
				29	22	28	28	19	28	24	28	23	25	30	24	18	29	19	28	26	23

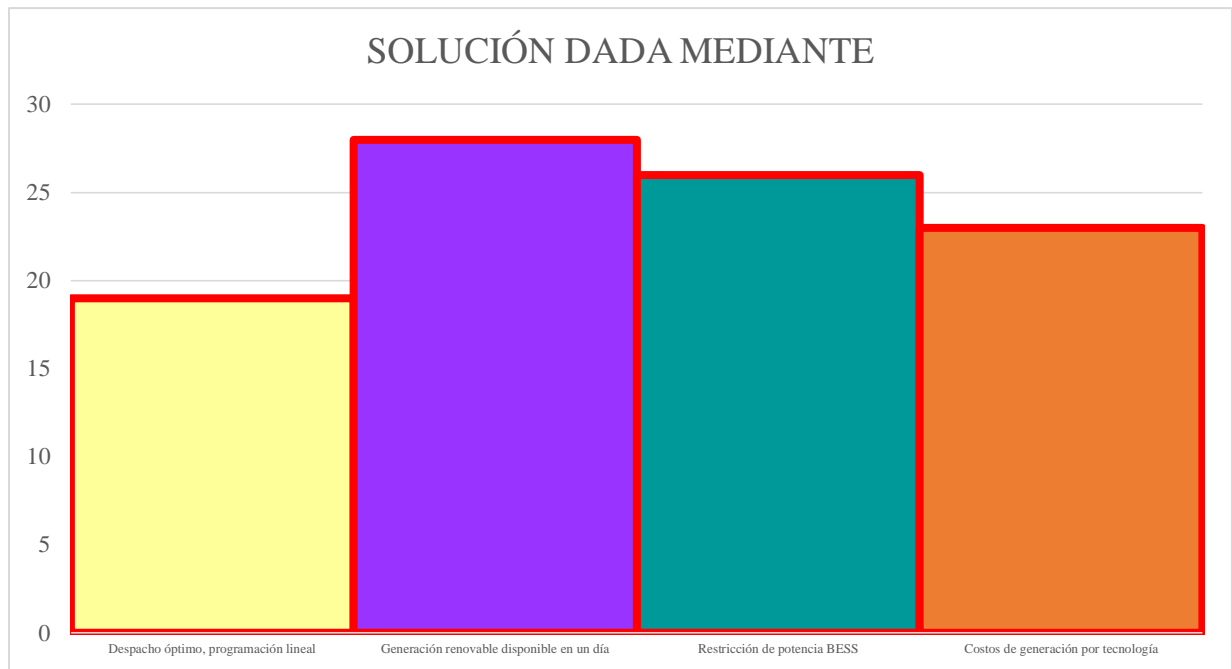
## 9 Resumen de Indicadores



**Figura 12.** Resumen e indicador de la temática - Estado del arte



**Figura 13.** Indicador de formulación del problema - Estado del arte



**Figura 14.** Indicador de solución - Estado del arte